

УДК 553.982

DOI: 10.15372/ChUR20190115

Особенности свойств арктической трудноизвлекаемой нефти Сибири

И. Г. ЯЦЕНКО

*Институт химии нефти Сибирского отделения РАН,
Томск (Россия)**E-mail: sric@ipc.tsc.ru*

Аннотация

Представлен анализ физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей сибирской части Арктической зоны России, что актуально при современных тенденциях развития нефтегазовой промышленности: увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в структуре сырьевой базы углеводородов, осложненных геолого-физическими характеристиками пластов и особыми аномальными физико-химическими свойствами, и смещение географии добычи углеводородов в восточные и арктические регионы страны со сложными природно-климатическими условиями добычи нефти. Предложен подход к исследованию свойств нефтей на основе классификации трудноизвлекаемых нефтей. Подход иллюстрируется на примере анализа особенностей разных типов арктических трудноизвлекаемых нефтей Сибири. В анализе использована типизация трудноизвлекаемых нефтей, предложенная на основе обобщения большого числа литературных данных. С использованием мировой базы данных по физико-химическим свойствам нефти проведен анализ распределения нефти с аномальными свойствами, учитывающие повышенную плотность, вязкость, высокое содержание серы, смол, асфальтенов, твердых парафинов, ванадия, никеля, повышенную или пониженную газонасыщенность нефти и др. Установлены месторождения со сложными условиями залегания продуктивных пластов, выделены следующие осложняющие факторы при их разработке: слабопроницаемые и низкопористые коллекторы, залежи с аномально высокой или аномально низкой пластовой температурой, ниже 4500 м глубиной залегания, на территориях распространения вечной мерзлоты и др. Проведен анализ данных о более 4200 образцах арктических нефтей, позволивший установить особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей, относящихся к различным нефтегазоносным бассейнам Арктической зоны, особенно сибирской ее части. Результаты исследования могут быть использованы для разработки новых и совершенствования существующих методов и технологий нефтедобычи и нефтепереработки в особых арктических условиях.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые нефти, классификация трудноизвлекаемых нефтей, классификация нефтей по физико-химическим показателям, физико-химические свойства нефтей, Арктическая зона России, Сибирь

ВВЕДЕНИЕ

За прошедшие 45 лет из недр Арктики России, США, Канады и Норвегии извлечены гигантские объемы углеводородов, из них около 83,9 % добыто в Арктической зоне России (АЗР) [1, 2].

В настоящее время известно более 420 месторождений нефти, размещенных в 12 нефтеносных бассейнах АЗР (Анадырско-Наваринский, Баренцево-Карский, Восточно-Арктический, Енисейско-Анабарский, Западно-Сибирский, Лено-

Виллойский, Лено-Тунгусский, Пенжинский, При-тихоокеанский, Тимано-Печорский, Усть-Инди-гирский, Южно-Чукотский) [3]. Нефти различных месторождений существенно различаются по физико-химическим и качественным показателям. Особенно большое различие и разнообразие свойств проявляют трудноизвлекаемые нефти (ТИН), рассматриваемые в качестве основного источника прироста нефтедобычи в ближайшие годы в связи с истощением запасов наиболее доступных традиционных нефтей. Увеличение объе-

мов добычи ТИН создает различные технологические, экологические и экономические проблемы не только при добыче, но и при их транспортировке и переработке [4–9]. Решение этих проблем требует изучения особенностей химического состава, геологических и географических особенностей их залегания и др.

Некоторые особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей и условий их залегания рассмотрены в [10]. Высокая степень сложности состава и свойств трудноизвлекаемых нефтей делает задачу их исследования неизмеримо более сложной по сравнению с обычными нефтями. Поэтому возникает необходимость в разработке классификации к изучению особенностей ТИН. В анализе использована классификация трудноизвлекаемых нефтей, предложенная в [10] и дополненная нами на основе обобщения большого числа литературных данных. С использованием данной классификации проведено ранжирование разных видов нефтей, как с аномальными физико-химическими свойствами, так и осложненными геологическими и региональными (например, многолетняя мерзлота) условиями залегания.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объекты исследования

Объектом исследования служат трудноизвлекаемые нефти. Наиболее обоснованный подход к определению понятия трудноизвлекаемых запасов был предложен в 1987 г. Э. М. Халимовым, на основе которого им совместно с Н. Н. Лисовским в [10] сформулированы базовые принципы и критерии отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым. В результате обобщения этих критериев и с учетом предложений других специалистов [11] введен в рассмотрение широкий перечень основных типов трудноизвлекаемых нефтей, которые, согласно [10–17], можно условно разделить на две большие группы. К первой группе будем относить нефти с аномальными свойствами (например, с высокими вязкостью или плотностью, высоким содержанием твердых парафинов, с высокой газонасыщенностью, либо при наличии в растворенном и/или свободном газе агрессивных компонентов (H_2S , CO_2) в количествах, требующих применения специального оборудования при бурении скважин и добыче нефти и др.). Вторую группу трудноизвлекаемых нефтей, согласно [10], составляют нефти с осложненными условиями залегания (заклученные в геологически сложно-построенных пластах и залежах, в водо- и газонефтя-

ных зонах, в слабопроницаемых и низкопористых коллекторах, коллекторах с аномально высокой или аномально низкой температурой и др.), а также нефти, залегающие на территории многолетней мерзлоты и на шельфах морей [13].

Для проведения анализа в качестве авторитетного источника количественной информации о нефтях использована база данных (БД) о нефтях, созданная в Институте химии нефти СО РАН. База данных зарегистрирована в Государственном регистре баз данных и в Роспатенте (свидетельство № 2001620067) [18, 19]. В настоящее время в БД представлено более 33 430 образцов нефтей 6344 нефтяных месторождений из 190 нефтегазоносных бассейнов (НГБ), расположенных на территории 94 нефтедобывающих стран.

Перечень основных типов трудноизвлекаемых нефтей представлен в табл. 1, где также приведены объемы выборки по разным типам нефтей на основе информации из указанной БД.

В БД трудноизвлекаемые нефти с аномальными свойствами представлены 25 100 образцами, трудноизвлекаемые нефти с осложненными условиями залегания – 10 500 образцами. Объемы выборочных совокупностей данных о нефтях каждого из рассмотренных типов трудноизвлекаемых нефтей, как видно из табл. 1, достаточно представительны, что позволяет получить статистически обоснованные результаты анализа.

Методы исследования

Методы статистического анализа и классификации данных для исследования особенностей трудноизвлекаемых нефтей и методы геоинформационных систем для пространственного анализа данных о физико-химических свойствах и условиях их залегания в различных НГБ в АЗР.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Анализ размещения арктических трудноизвлекаемых нефтей

Согласно информации из БД, в АЗР в границах Баренцево-Карского, Восточно-Арктического, Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Вилуйского, Лено-Тунгусского, Пенжинского, Притихоокеанского, Тимано-Печорского, Усть-Индигирского и Южно-Чукотского НГБ располагаются более 420 месторождений. Больше всего арктических месторождений находится в Западно-Сибирском бассейне – 299, 79 – в Тимано-Печорском НГБ, 27 – в Енисейско-Анабарском бассейне, 7 – в Лено-Тунгусском НГБ и по 4 месторождения в Баренцево-Карском и При-

ТАБЛИЦА 1

Характеристика разных типов трудноизвлекаемых нефтей по материалам БД

Типы трудноизвлекаемых нефтей	Объем выборки
<i>Нефти с аномальными свойствами</i>	
Тяжелая (плотность более 0.88 г/см ³)	7769
Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с при 20 °С)	4419
Высокосернистая (содержание серы более 3 % мас.)	1091
Высокосмолистая (содержание смол более 13 % мас.)	2461
Высокопарафинистая (содержание парафинов более 6 % мас.)	2760
С высокой газонасыщенностью (более 500 м ³ /т)	150
То же, с низкой (менее 200 м ³ /т)	4995
С высоким содержанием сероводорода (более 5 %)	143
То же ванадия (более 0.003 % мас.)	698
» никеля (более 0.007 % мас.)	209
Высокоасфальтеновая (содержание асфальтенов более 10 % мас.)	465
<i>Нефти в сложных условиях залегания</i>	
Слабопроницаемые коллекторы (менее 0.05 мдм ²)	2278
Коллекторы с низкой пористостью (менее 8 %)	378
Большие глубины залегания (более 4500 м)	469
В прерывисто-сплошной криолитозоне (Россия)	2467
В островной криолитозоне (Россия)	3126
Пластовая температура выше 100 °С	1326
То же, ниже 20 °С	504

тихоокеанском бассейнах. Среди месторождений нефти на территории указанных нефтегазоносных бассейнов особо следует отметить уникальные и крупные по своим запасам месторождения: Пахтусовское в Баренцево-Карском бассейне, Уренгойское, Русское, Северо-Комсомольское, Суторминское, Ванкорское, Самбургское, Новопортовское и др. в Западно-Сибирском бассейне, Наульское, Возейское, Лаявожское, Харьягинское, Ярегское, Медыньское-Море и др. в Тимано-Печорском бассейне, Байкаловское в Енисейско-Анабарском бассейне, Оленекское в Лено-Тунгусском бассейне и т. д.

Нефти АЗР вызывают интерес специалистов как нефтедобывающего, так и нефтеперерабатывающего комплексов. В связи с этим целью работы является изучение особенностей физико-химических свойств и условий залегания трудноизвлекаемых нефтей, располагающихся в Арктической зоне, особенно в сибирской ее части. Как известно, географически к Сибири относятся территории Западной, Восточной Сибири и Дальний Восток. Следовательно, сибирский Арктический сектор включает нефтегазоносные территории Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Виллоуяского, Лено-Тунгусского, Притихоокеанского бассейнов, а к европейской части Арктического сектора относятся Баренцево-Карский и Тимано-Печорский НГБ.

В табл. 2 на основе информации из БД представлена количественная характеристика арктических ТИН. Показано, что больше всего место-

рождений в АЗР с парафинистыми и тяжелыми нефтями, меньше всего месторождений с высоким содержанием сероводорода и никеля в нефти, и располагаются они только в Тимано-Печорском бассейне. Нефти из низкопористых коллекторов малочисленны, выявлены только в 6 месторождениях Западно-Сибирского и Тимано-Печорского НГБ. Следует отметить, что в Арктике установлено небольшое количество месторождений (меньше 10) с высокосернистой, высокоасфальтеновой и обедненной газом нефтью.

Анализ особенностей физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей Арктической зоны Сибири

Нефтегазовые бассейны Арктики отличаются большими запасами тяжелых и вязких нефтей [20, 21]. В АЗР находится 75 таких месторождений (см. табл. 2). При этом 36 месторождений принадлежат сибирской Арктике, а основные запасы тяжелой и вязкой нефти сосредоточены в Западно-Сибирском бассейне. К уникальным и крупным месторождениям можно отнести: Русское, Северо-Комсомольское, Новопортовское, Комсомольское, Вынгапуровское, Западно-Мессояхское, Тазовское в Западно-Сибирском бассейне и Оленекское в Лено-Тунгусском бассейне.

Как видно из табл. 3, физико-химические свойства тяжелых и вязких нефтей не имеют значимых отличий. Значения показателей вяз-

ТАБЛИЦА 2

Распределение месторождений с ТИН в Арктической зоне

Типы нефти	Количество образцов	Количество месторождений в нефтегазоносных бассейнах
Тяжелая (плотность более 0.88 г/см ³)	325	75 месторождений: 5 – Енисейско-Анабарский НГБ, 29 – Западно-Сибирский НГБ, 2 – Лено-Тунгусский НГБ, 39 – Тимано-Печорский НГБ
Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с при 20 °С)	117	47 месторождений: 4 – Енисейско-Анабарский НГБ, 10 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Лено-Тунгусский НГБ, 32 – Тимано-Печорский НГБ
Высокосернистая (содержание серы более 3 % мас.)	16	9 месторождений: 1 – Енисейско-Анабарский НГБ (Южно-Тигянское), 1 – Западно-Сибирский НГБ (Самбургское), 1 – Лено-Тунгусский НГБ (Оленекское), 6 – Тимано-Печорский НГБ
Высокосмолистая (содержание смол более 13 % мас.)	43	25 месторождений: 3 – Енисейско-Анабарский НГБ, 4 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Лено-Тунгусский НГБ, 3 – Притихоокеанский НГБ, 14 – Тимано-Печорский НГБ
Высокоасфальтеновая (содержание асфальтенов более 10 % мас.)	13	10 месторождений: 1 – Енисейско-Анабарский НГБ (Южно-Тигянское), 1 – Западно-Сибирский НГБ (Северо-Комсомольское), 1 – Лено-Тунгусский НГБ (Оленекское), 1 – Притихоокеанский НГБ (Изменное), 6 – Тимано-Печорский НГБ
Высокопарафинистая (содержание парафинов более 6 % мас.)	302	82 месторождения: 2 – Енисейско-Анабарский НГБ, 39 – Западно-Сибирский НГБ, 3 – Притихоокеанский НГБ, 38 – Тимано-Печорский НГБ
С высокой газонасыщенностью (газосодержание в нефти более 500 м ³ /т)	15	9 месторождений в Западно-Сибирском НГБ
С низкой газонасыщенностью (газосодержание в нефти менее 200 м ³ /т)	306	52 месторождения: 32 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Притихоокеанский НГБ, 19 – Тимано-Печорский НГБ
С высоким содержанием сероводорода (более 5 %)	2	2 месторождения в Тимано-Печорском НГБ – Поморское и Северо-Гуляевское
То же ванадия (более 0.003 % мас.)	39	18 месторождений: 1 – Лено-Тунгусский НГБ (Оленекское), 17 – Тимано-Печорский НГБ
» никеля (более 0.007 % мас.)	15	6 месторождений в Тимано-Печорском НГБ
В слабопроницаемых коллекторах (менее 0.05 мдм ²)	47	25 месторождений: 22 – Западно-Сибирский НГБ, 3 – Тимано-Печорский НГБ
В низкопористых коллекторах (менее 8 %)	6	6 месторождений: 2 – Западно-Сибирский НГБ, 4 – Тимано-Печорский НГБ
С большой глубиной залегания (более 4500 м)	52	25 месторождений: 24 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Тимано-Печорский НГБ
Расположенные в зоне сплошной мерзлоты	2810	117 месторождений: 4 – Баренцево-Карский НГБ, 27 – Енисейско-Анабарский НГБ, 60 – Западно-Сибирский НГБ, 7 – Лено-Тунгусский, 3 – Притихоокеанский НГБ, 16 – Тимано-Печорский НГБ
С высокой пластовой температурой (выше 100 °С)	75	27 месторождений в Западно-Сибирском НГБ
То же с низкой (ниже 20 °С)	29	12 месторождений: 4 – Енисейско-Анабарский НГБ, 7 – Западно-Сибирский НГБ, 1 – Тимано-Печорский НГБ

ких нефтей чуть выше аналогичных показателей тяжелых нефтей, за исключением плотности, содержания серы и ванадия. По нашей классификации [3, 22, 23], данные нефти относятся к классу тяжелых (рассматриваемые тяжелые нефти – к подклассу сверхтяжелых), высоковязких (вязкость от 100 до 500 мм²/с), среднесернистых (содержание серы от 0.5 до 1 % мас.), среднепарафинистых (содержание парафинов 1.5 – 6 % мас.), среднесмолистых (содержание смол 8 – 13 % мас.) и малоасфальтеновых (содержание асфальтенов до 3 % мас.) и обеднены никелем. Указанные особенности свойств тяжелых и

вязких нефтей могут быть значимыми в процессах их нефтепереработки.

Свойства высокосернистых, высокопарафинистых, высокосмолистых и высокоасфальтеновых нефтей представлены в табл. 4. Как было установлено ранее (см табл. 2), количество высокосернистых и высокоасфальтеновых нефтей в Арктической зоне Сибири невелико. Данные нефти присутствуют в следующих месторождениях: Южно-Тигянское (Енисейско-Анабарский НГБ), Самбургское и Северо-Комсомольское (Западно-Сибирский НГБ), Оленекское (Лено-Тунгусский НГБ) и Изменное (Притихоокеанский

ТАБЛИЦА 3

Физико-химические свойства тяжелых и вязких нефтей сибирской Арктики

Показатели	Вязкие нефти (вязкость при 20 °С более 35 мм ² /с)	Тяжелые нефти (плотность более 0.88 г/см ³)
Плотность, г/см ³	0.9174	0.9238
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	284.92	210.15
» при 50 °С, мм ² /с	60.35	59.28
Содержание серы, % мас.	0.50	0.62
Температура застывания, °С	-27.90	-30.35
Содержание парафинов, % мас.	2.79	2.07
» смол, % мас.	9.96	9.84
» асфальтенов, % мас.	1.64	1.61
Газосодержание, м ³ /т	–	–
Коксуемость, % мас.	2.67	3.02
Содержание ванадия, % мас.	0.0009	0.0031
» никеля, % мас.	0.0005	0.0005

НГБ). Наибольшее количество месторождений содержит высокопарафинистую нефть. Лидером по количеству таких месторождений выступает Западно-Сибирский бассейн (48 %) (см. табл. 2). К наиболее сернистым относятся нефти Самбургского (содержание серы 9.2 % мас.) и Оленекского (4.9 % мас.) месторождений, а к наиболее смолистым – нефти Южно-Тиганского (Притихоокеанский НГБ, содержание смолы 35.0 % мас.), Оленекского (32.1 % мас.) и Изменного (24.2 % мас.) месторождений. Наибольшее содержание асфальтенов отмечено в нефти из Южно-Тиганского (14.5 % мас.) месторождения, а парафинов – Изменного (содержание парафинов 28.0 % мас.), Бованенковского (Западно-Сибирский НГБ, 25.7 % мас.) и Верхне-Телекайского (Притихоокеанский НГБ, содержание 23.7 % мас.) бассейнов.

Как видно из табл. 4, высокосернистые нефти обладают наиболее высокой плотностью и вязкостью, что позволяет их отнести к сверхтяжелой и высоковязкой нефти.

В табл. 5 представлены физико-химические свойства нефти с повышенной газонасыщенностью. Данный тип нефти представлен западно-сибирскими нефтями из 9 месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (Вынгапуровское, Вынгайхинское, Еты-Пуровское, Марковское, Новогоднее, Северо-Губкинское, Суторминское, Уренгойское и Харампурское). Уникальными по запасам являются Суторминское и Уренгойское месторождения, к крупным относятся остальные перечисленные месторождения. В основном эти нефти залегают в пластах нижнемелового возраста с глубиной залегания от 2309 м (месторожде-

ТАБЛИЦА 4

Физико-химические свойства высокосернистых, высокосмолистых, высокоасфальтеновых и высокопарафинистых нефтей сибирской Арктики

Показатели	Высокосернистые (более 3 % мас.)	Высокосмолистые (более 13 % мас.)	Высокоасфальтеновые (более 10 % мас.)	Высокопарафинистые (более 6 % мас.)
Плотность, г/см ³	0.9570	0.9022	0.9275	0.8429
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	237	157.35	237	9.44
» при 50 °С, мм ² /с	–	55.50	–	6.31
Температура застывания, °С	–	-28.75	–	4.42
Содержание серы, % мас.	4.85	1.07	1.93	0.16
» парафинов, % мас.	–	7.29	3.89	9.48
» смол, % мас.	31.39	20.73	27.46	3.52
» асфальтенов, % мас.	12.87	6.80	16.86	0.48
Газосодержание, м ³ /т	–	–	–	228.17
Коксуемость, % мас.	–	–	–	0.84
Содержание ванадия, % мас.	0.025	0.0004	–	0.00007
» никеля, % мас.	–	0.0005	–	0.00004

ТАБЛИЦА 5

Физико-химические свойства арктических сибирских нефтей с высокой газонасыщенностью

Физико-химические показатели	Среднее значение
Плотность, г/см ³	0.7854
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	3.73
Температура застывания, °С	-7.00
Содержание серы, % мас.	0.46
» парафинов, % мас.	5.42
» смол, % мас.	3.56
» асфальтенов, % мас.	0.55
Газосодержание, м ³ /т	892.51
Коксуемость, % мас.	0.42
Содержание ванадия, % мас.	0.0001
» никеля, % мас.	0.00005

ние Суторминское) до 2939 м (месторождение Харампурское). В среднем эти нефти очень легкие, с отрицательной температурой замерзания, маловязкие. По химическим свойствам они являются малосернистыми, малосмолистыми, малоасфальтеновыми, среднепарафинистыми, с высоким содержанием нефтяного газа и низким содержанием тяжелых металлов и агрессивных компонентов (углекислота и сероводород). К наиболее высокогазонасыщенным нефтям относятся нефти Вынгапуровского (1670 м³/т) и Вынгаяхинского (1640 м³/т) месторождений.

В табл. 6 приведены основные свойства нефтей с низкой газонасыщенностью. Большинство из них находится в Западно-Сибирском НГБ на территории Ямало-Ненецкого АО. Количество месторождений с такой же нефтью в сибирской части Арктики составило более 61 %, и только одно месторождение – Верхне-Телекайское –

ТАБЛИЦА 6

Физико-химические свойства арктических сибирских нефтей с низкой газонасыщенностью

Физико-химические показатели	Среднее значение
Плотность, г/см ³	0.8467
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	6.41
» при 50 °С, мм ² /с	3.59
Температура застывания, °С	-3.86
Содержание серы, % мас.	0.54
» парафинов, % мас.	3.51
» смол, % мас.	4.97
» асфальтенов, % мас.	1.69
Газосодержание, м ³ /т	81.10
Коксуемость, % мас.	2.44
Содержание ванадия, % мас.	0.0003
» никеля, % мас.	–

расположено в Притихоокеанском бассейне. Нефти залегают на глубинах до 1100 м, а в большинстве случаев относятся к мезозойским отложениям. Палеозойские залежи встречаются в Уренгойском, Суторминском, Вынгаяхинском, Вынгапуровском, Муравленковском месторождениях и т.д.

Месторождения с высоким содержанием ванадия, никеля и сероводорода в нефти в сибирской Арктической зоне не обнаружены. Такие месторождения, как правило, находятся в европейской части Арктики, в Тимано-Печорском НГБ.

Как было сказано выше, к ТИН относятся нефти продуктивных объектов с геолого-физическими характеристиками пласта, осложняющими добычу нефти, а именно: высокие или низкие температуры пласта, низкие пористость и проницаемость коллекторов, большая глубина залегания. По результатам анализа особенностей свойств трудноизвлекаемых нефтей установлено 27 месторождений Западно-Сибирского НГБ на территории Ямало-Ненецкого АО, относящихся к типу нефти с высокой пластовой температурой.

Эти нефти в основном относятся к юрским отложениям, а три образца из Уренгойского, Евояхинского и Ярайнерского месторождений – к палеозойским. “Горячие нефти” залегают от средних глубин (начиная с отметки 2770 м, месторождение Вынгаяхинское) до больших глубин (более 4500 м). К глубокозалегаящим относят: Бованенковское, Геологическое, Заполярное, Малыгинское, Медвежье, Семаковское, Штормовое, Уренгойское, Ямбургское и Юбилейное, характеризующееся максимальной глубиной (5400–5480 м). Евояхинское, Уренгойское, Самбургское и Юбилейное месторождения включают наибо-

ТАБЛИЦА 7

Физико-химические свойства арктических нефтей с высокой пластовой температурой

Физико-химические показатели	Среднее значение
Плотность, г/см ³	0.8044
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	6.69
Содержание серы, % мас.	0.09
» парафинов, % мас.	7.41
» смол, % мас.	4.03
» асфальтенов, % мас.	0.60
Газосодержание, м ³ /т	–
Коксуемость, % мас.	1.95
Содержание ванадия, % мас.	0.0001
» никеля, % мас.	0.00005
» углекислоты, % мас.	0.80

лее высокотемпературные пласты (до 150 °С). Средние значения физико-химических характеристик рассматриваемых ТИН представлены в табл. 7. Видно, что нефти с высокой пластовой температурой (“горячие нефти”) характеризуются малыми значениями плотности (от 0.7700 до 0.8429 г/см³) и вязкости, имеют отрицательную низкую температуру застывания. По содержанию серы (0.01–0.17 % мас.), смол (2.05–7.00 % мас.) и асфальтенов (0.50–0.70 % мас.) эти нефти в среднем относятся к малосернистым, малосмолистым и малоасфальтеновым нефтям, а по содержанию парафинов – к высокопарафинистым нефтям (пределы измерения содержания парафинов 2.78–12.11 % мас.). Нефть Западно-Таркосалинского месторождения отличается наиболее высоким содержанием парафинов (9.76 и 12.11 % мас.) и минимальным содержанием серы, смол и асфальтенов: 0.05, 2.05 и 0.60 % мас. соответственно.

В Арктической зоне Сибири выявлено 11 месторождений с низкой температурой пласта (всего 12 из табл. 2), из них 4 месторождения из Енисейско-Анабарского бассейна (Джангодское, Мессояхское, Нижнехетское и Нордвигское) и 7 Западно-Сибирских месторождений (Бованенковское, Находкинское, Нейтинское, Русское, Семаковское, Усть-Часельское и Южно-Тамбейское). Наиболее низкотемпературные пласты находятся в Енисейско-Анабарском НГБ – пластовая температура изменяется от 1 до 12 °С. В табл. 8 представлены физико-химические свойства нефти из низкотемпературных пластов.

Нефти с низкой пластовой температурой характеризуются повышенными значениями плотности (от 0.7800 до 0.9428 г/см³) и вязкости (72.80 – 424.85 мм²/с). Этим они отличаются по физическим свойствам от нефтей из высокотемпературных пластов. Нефти имеют отрицательную низкую температуру застывания. По содержанию серы (0.06–1.72 % мас.) и асфальтенов (0.50–0.70 % мас.) эти нефти в среднем относятся к малосернистым и малоасфальтеновым, содержание смол повышенное (пределы изменения 1.31–17.07 % мас.). В целом нефти относятся к классу “среднесмолистая нефть”, а по содержанию парафинов – к малопарафинистым нефтям (0.50–4.20 % мас.), что отличает их от “горячей нефти”. Следует отметить, что в низкотемпературных пластах вероятность выпадения асфальтеносмолопарафиновых отложений на глубинно-насосном оборудовании, стенках скважин и призобойной зоне пласта во много раз увеличивается по сравнению с традиционной нефтью, что приводит к снижению дебита скважин и эффективности работы насосных установок, сокращению межремонтного и межочистного периода скважин.

ТАБЛИЦА 8

Физико-химические свойства арктических нефтей из низкотемпературных пластов

Физико-химические показатели	Среднее значение
Плотность, г/см ³	0.8871
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	248.83
Температура застывания, °С	–37.50
Содержание серы, % мас.	0.47
» парафинов, % мас.	1.42
» смол, % мас.	9.66
» асфальтенов, % мас.	0.65
Газосодержание, м ³ /т	–
Коксуемость, % мас.	2.67
Содержание ванадия, % мас.	0.0027
» никеля, % мас.	0.0010
» углекислоты, % мас.	0.35

Как видно из табл. 2, в АЗР установлено 24 месторождения в Западной Сибири, продуктивные залежи которых расположены на глубинах ниже отметки 4500 м. К уникальным по своим запасам относятся месторождения Самбургское и Уренгойское, к крупным – Евояхинское, Комсомольское, Пякяхинское, Ямбургское и Ярудейское. Эти залежи являются в основном газоконденсатными или газовыми.

Рассмотрим нефти, относящиеся к арктическим месторождениям в зоне сплошной мерзлоты. Как видно из табл. 2, объем информации в БД составляет около 3000 описаний образцов нефти из 114 месторождений шести НГБ: Баренцево-Карского, Енисейско-Анабарского, Западно-Сибирского, Лено-Тунгусского и Тимано-Печорского бассейнов. Заметим, что более половины арктических месторождений относятся к Западно-Сибирскому НГБ (51.3 %). Средние значения физико-химических характеристик рассматриваемого типа ТИН представлены в табл. 9. Показано, что физико-химические свойства нефти существенно зависят от типа бассейна. Так, нефти в Лено-Тунгусском бассейне являются тяжелыми (с плотностью более 0.88 г/см³), к нефтям средней плотности относятся Енисейско-Анабарские, к легким – нефти Западно-Сибирского НГБ. В европейской части Арктики нефти по плотности в среднем относятся к очень легким (Баренцево-Карский НГБ) либо к средним (Тимано-Печорский НГБ). По вязкости нефти Тимано-Печорского бассейна соответствуют сверхвязким нефтям, Енисейско-Анабарского бассейна – высоковязким, Западно-Сибирского бассейна – нефтям с повышенной вязкостью, нефти Лено-Тунгусского НГБ – со средней вязкостью, а нефти Баренцево-Карского бассейна являются маловязкими. Положительной темпе-

ТАБЛИЦА 9

Физико-химические свойства арктических нефтей сплошной мерзлоты

Физико-химические показатели	Среднее значение				
	Сибирская часть Арктики			Европейская часть Арктики	
	Енисейско-Анабарский	Западно-Сибирский	Лено-Тунгусский	Баренцево-Карский	Тимано-Печорский
Плотность, г/см ³	0.8567	0.8192	0.8847	0.7921	0.8763
Вязкость при 20 °С, мм ² /с	101.85	38.06	31.08	1.40	1008.53
Температура застывания, °С	-27.67	-25.76	-58.00	-54.00	3.56
Содержание серы, % мас.	0.80	0.20	1.45	0.04	1.43
» парафинов, % мас.	2.36	4.27	0.95	-	7.30
» смол, % мас.	10.81	4.05	11.58	-	7.09
» асфальтенов, % мас.	5.20	0.62	5.58	-	3.41
Газосодержание, м ³ /т	-	161.89	-	-	85.48
Коксуемость, % мас.	5.36	1.56	-	-	1.37
Содержание ванадия, % мас.	-	0.00034	0.0277	0.00001	0.0051
» никеля, % мас.	-	0.00020	0.0066	-	0.0099
» углекислоты, % мас.	0.63	0.82	-	0.36	0.74
» сероворода, % мас.	-	0.56	-	-	2.09

ратурой застывания отличаются нефти Тимано-Печорского НГБ. По содержанию серы арктические нефти Баренцево-Карского и Западно-Сибирского бассейнов характеризуются как малосернистые (менее 0.5 % мас.). Наиболее высокое содержание серы установлено в нефти Лено-Тунгусского бассейна (1.45 % мас.). К высокопарафинистым нефтям (содержание более 6 % мас.) относятся нефти Тимано-Печорского НГБ. Содержание смол и асфальтенов минимально в нефти Западно-Сибирского бассейна, а максимально в нефти Лено-Тунгусского НГБ.

На основе данных табл. 9 можно заключить, что в среднем арктические трудноизвлекаемые нефти Сибири тяжелее европейских арктических нефтей, но менее вязкие и с меньшим содержанием парафинов и никеля. Сибирские арктические нефти отличаются более высоким содержанием смол, асфальтенов, нефтяного газа, ванадия и повышенной коксуемостью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлены новые результаты исследования особенностей физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей в сибирской части Арктической зоны России. Анализ проведен с использованием обширного массива данных о свойствах нефти, полученных из базы данных Института химии нефти СО РАН. Объем выборки составил 4200 образцов нефтей. В процессе проведения анализа общий массив данных об исследуемых арктических трудноизвлекаемых нефтях был разделен на подмассивы, включаю-

щие образцы ТИН по классификационным типам с аномальными физико-химическими свойствами и сложными геолого-физическими характеристиками пластов. Для каждого из подмассивов данных были определены средние значения физико-химических характеристик, сопоставление которых позволило выявить особенности свойств ТИН рассматриваемых типов для арктических территорий.

Анализ информации из БД показал, что арктические нефти размещаются в 10 нефтегазоносных бассейнах России и характеризуются широким диапазоном изменения физико-химических свойств. Наибольшими запасами трудноизвлекаемых нефтей, особенно тяжелых, вязких и парафинистых, обладает Западно-Сибирский НГБ. Абсолютное большинство ТИН, добыча которых осложнена такими факторами, как высокое газосодержание (более 500 м³/т), высокая пластовая температура (более 100 °С) и глубина залегания более 4500 м, сосредоточено в сибирской части Арктики. Геопространственный анализ размещения ТИН может быть использован для определения перспектив и направлений развития нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов в арктических регионах страны.

Как известно, транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам сопровождается смешиванием нефтей разных месторождений с различными физико-химическими характеристиками. Смешение с трудноизвлекаемыми нефтями неизбежно приводит к существенному изменению качественных показателей образующейся смеси и оказывает влияние на снижение стоимости товарной нефти. В связи с этим мате-

риалы статьи могут быть использованы для оптимизации маршрутов транспортировки трудноизвлекаемых нефтей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Исмагилов Ф. Р., Коханчиков Л. А., Богатырев Т. С., Денильханов М. И. // *Химия и технол. топлив и масел*. 2011. № 1. С. 3–7.
- 2 Филимонова И. В., Эдер Л. В. // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. 2014. № 9. С. 15–21.
- 3 Яценко И. Г., Полищук Ю. М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / Под ред. А. А. Новикова. Томск: В-Спектр, 2014. 154 с.
- 4 Lur'e M. A., Shmidt F. K. // *Chem. and Technol. Fuels Oils*. 2009. Vol. 45, № 4. P. 242–245.
- 5 Каюкова Г. П., Петров С. А., Романов Г. В. // *Химия и технол. топлив и масел*. 2014. № 2. С. 22–28.
- 6 Туманян Б. П., Романов Г. В., Нургалиев Д. К., Каюкова Г. П., Петрухина Н. Н. // *Химия и технол. топлив и масел*. 2014. № 3. С. 6–8.
- 7 Петрухина Н. Н., Каюкова Г. П., Романов Г. В., Туманян Б. П., Фосс Л. Е., Косачев И. П., Мусин Р. З., Рамазанова А. И., Вахин А. В. // *Химия и технол. топлив и масел*. 2014. № 4. С. 30–37.
- 8 Волгин С. Н., Тыщенко В. А. // *Химия и технол. топлив и масел*. 2014. № 5. С. 49–53.
- 9 Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. // *Технол. ТЭК*. 2005. № 6. С. 36–40.
- 10 Лисовский Н. Н., Халимов Э. М. // *Вестн. ЦКР Роснедра*. 2009. № 6. С. 33–35.
- 11 Пуртова И. П., Вариченко А. И., Шпуров И. В. // *Наука и ТЭК*. 2011. № 6. С. 21–26.
- 12 Ибраев В. И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. Тюмень: ОАО “Тюменский дом печати”, 2006. 208 с.
- 13 Шпуров И. В., Растрогин А. Е., Браткова В. Г. // *Нефтяное хоз-во*. 2014. № 12. С. 95–97.
- 14 Халимов Э. М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений: Избранные тр. (1958–2000 гг.). М.: ИГиРГИ, 2001. 656 с.
- 15 Халимов Э. М. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2004. № 11. С. 44–50.
- 16 Лукьянов Э. Г., Тренин Ю. А., Деревягин А. А. // *Нефтегазовое дело*. 2008. № 1. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf (дата обращения: 26.12.18)
- 17 Якуцени С. П. Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб.: Недра, 2005. 372 с.
- 18 Polishchuk Yu. M., Yashchenko I. G. // *Pet. Chem*. 2001. Vol. 41, № 4. P. 247–251.
- 19 Polichtchouk Yu. M., Yashchenko I. G. // *J. Pet. Geol*. 2006. Vol. 29. P. 189–194.
- 20 Бортников Н. С. Стратегические минеральные ресурсы российской Арктики и проблемы их освоения. В кн.: *Научно-технические проблемы освоения Арктики*. Науч. сессия Общ. собр. чл. РАН 16 декабря 2014 г. М.: Наука, 2014. С. 40–47.
- 21 Polishchuk Yu. M., Yashenko I. G. // *Earth's Cryosphere*. 2007. Vol. 11. P. 45–52.
- 22 Яценко И. Г., Полищук Ю. М. // *Химия и технол. топлив и масел*. 2016. № 4 (596). С. 50–56.
- 23 Крицкая Е. Б., Чиж Д. В. // *Вестн. Воронеж. гос. ун-та. Серия: Химия. Биология. Фармация*. 2013. № 1. С. 21–23

